



# CENACE

CENTRO NACIONAL DE  
CONTROL DE ENERGÍA

## Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista

Sistema Interconectado Nacional

03 al 09 de junio del 2018

Versión	Elaboró/Revisó
2018.23/1.0	BCF / FSD

## Puntos Relevantes del Mercado

- El PML promedio para el MDA, fue de **2,244.37 \$/MWh**. Los PMLs máximo y mínimo en el MDA fueron **12,720.00 \$/MWh** y **237.81 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los nodos **05ABG-115** y **06MEH-230**, respectivamente.
- El precio promedio en Nodos Distribuidos para el MDA fue de **2,244.35 \$/MWh**. Los precios máximo y mínimo en Nodos Distribuidos fueron **12,720.00 \$/MWh** y **572.64 \$/MWh**, los cuales se presentaron en las Zonas de Carga **Chihuahua** y **Hermosillo**, respectivamente.
- La demanda máxima pronosticada para el MDA se presentó el día viernes con un valor de **43,065.88 MW**, y la demanda mínima se presentó el día domingo con un valor de **31,477.48 MW**.
- De la totalidad de la energía despachada en el MDA, **66.60%** proviene de Centrales Térmicas, **13.34%** se abastece de Centrales con Contratos de Interconexión Legados, **6.25%** proviene de Centrales No Despachables, **12.91%** proviene de Centrales Hidroeléctricas y el **0.90%** restante, es obtenida a través de Centrales Renovables.
- La disponibilidad de Ofertas presentadas en el MDA proviene de: oferta Térmica **61.17%**, oferta Hidroeléctrica **21.23%**, Oferta CIL **11.46%**, Oferta No Despachable **5.37%** y Oferta Renovable **0.77%**. La máxima capacidad ofertada de esta semana fue de **46,781 MW**.
- El Costo de Oportunidad promedio para el MDA fue de **1,589.84 \$/MWh**. Los Costos de Oportunidad máximo y mínimo fueron de **2,369.87 \$/MWh** y **769.95 \$/MWh**, los cuales se presentaron en los embalses **Caracol** y **Villita**, respectivamente.
- Los cuatro principales enlaces congestionados en el MDA fueron: **6-02 ENL NES CID-LAA USA**, **\_0-15 ENL NTE-NES**, **\_0-19 ENL THP-LBR** y **6-03 ENL NES CUF-RRD USA**. Los costos marginales promedio de los enlaces fueron: **790.49 \$/MWh**, **2,454.73 \$/MWh**, **378.45 \$/MWh** y **667.96 \$/MWh**, respectivamente.
- Los precios máximos y mínimos de los Servicios Conexos, así como el monto de la reserva asignada, fueron:
  - **Zona SIN.**

Precios (Max – Min) \$/MW-h	MW Asignados (Max – Min)	Tipo de Reserva
3,029.27 – 109.08	445.00 – 277.22	Regulación
2,322.17 – 14.02	1,236.60 – 546.64	10 minutos

Tabla 1. Novedades Relevantes del Mercado

Fecha del evento	Descripción
03 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,319 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por falla en sensor de bajo nivel del tanque de aceite de turbina, y otra unidad por falla en sensor de velocidad, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por altas vibraciones en chumacera de escape, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por cableado quemado por explosión de interruptor, dos unidades por bajo voltaje en subestación, y otra unidad para reparar tubo roto en generador de vapor, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en un transmisor de combustible, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Norte.</li> <li>5. Salida de emergencia de dos unidades térmicas para revisión por disparo, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
04 de junio	Sin Novedad.
05 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 886 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de dos parques eólicos por salida de bus en subestación aledaña debido a soporte fracturado de una cuchilla, ambos correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en válvula de corte y pérdida de aire de control de instrumentos, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de siete unidades térmicas, una unidad para revisión por disparo, dos unidades por alto diferencial de temperatura de escape, tres unidades por operación de esquema de protección de potencia inversa, y otra unidad por operación en falso de protección de pérdida de campo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Norte.</li> <li>4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad para revisión por disparo, y otra unidad por alta presión en cilindro, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
06 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 401 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de una unidad térmica por contingencia ambiental, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por variación súbita en válvula de control, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> <li>3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad por restricción de combustible, y dos unidades por falla en sistema contra incendio, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
07 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,547 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de cuatro unidades térmicas, una unidad por ensuciamiento de elementos del generador de vapor, y tres unidades para revisión por disparo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad hidráulica por falla en transformador de servicios auxiliares, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Occidental.</li> </ol>

	<ol style="list-style-type: none"> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por falla en línea de enfriamiento de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> <li>4. Salida de emergencia de dos unidades térmicas, una unidad por bajo vacío en condensador principal, y otra unidad por falla en motor de arranque, ambas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>
08 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 772 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de una unidad térmica por alto nivel de domo, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica para retiro de instrumentos de validación de turbina, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de una unidad térmica por tubos rotos en caldera, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noroeste.</li> <li>4. Salida de emergencia de una unidad térmica para actualización de parámetros de control, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Noreste.</li> </ol>
09 de junio	<p>Indisponibilidad por un total de 1,398 MW, derivado de:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad para balanceo de ventilador de tiro inducido, una unidad por déficit de combustible, y otra unidad para revisión por disparo, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Central.</li> <li>2. Salida de emergencia de una unidad térmica por alta presión diferencial en precalentadores regenerativos de aire, correspondiente a la Gerencia de Control Regional Oriental.</li> <li>3. Salida de emergencia de tres unidades térmicas, una unidad para revisión por disparo, y dos unidades por restricción de combustible, todas correspondientes a la Gerencia de Control Regional Peninsular.</li> </ol>

Figura 1. Precio Marginal Local Promedio.

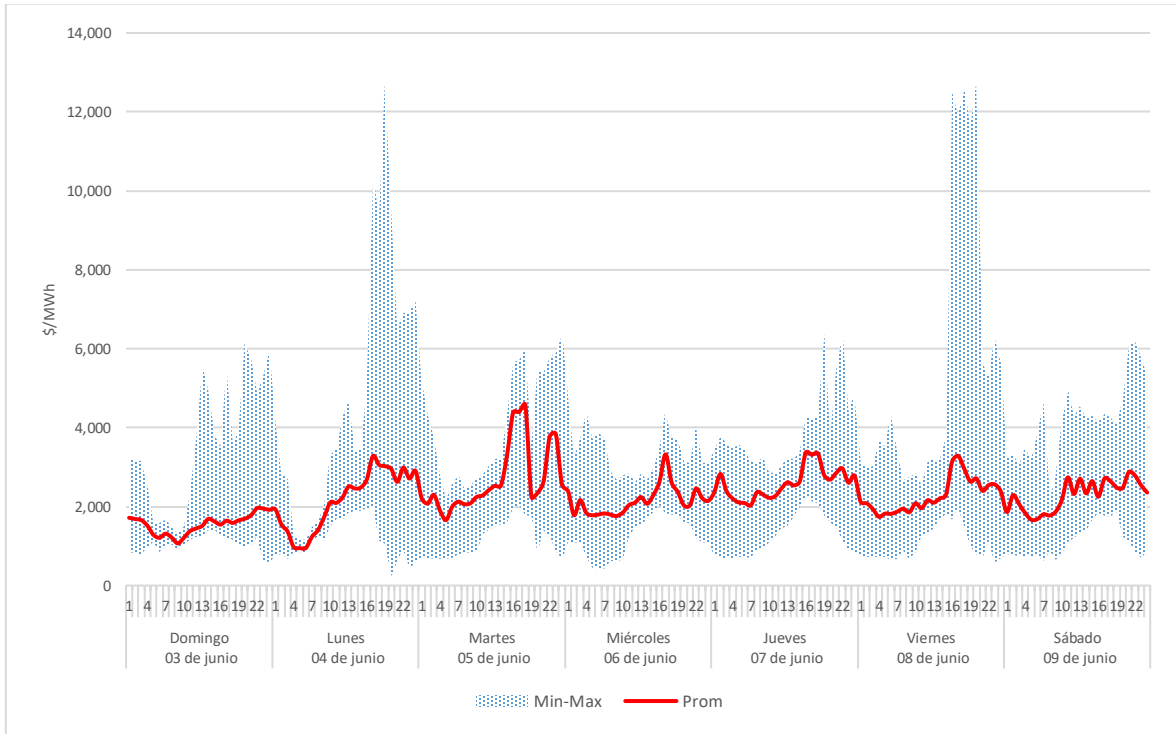


Figura 2. Demanda y Generación por Tipo de Oferta.

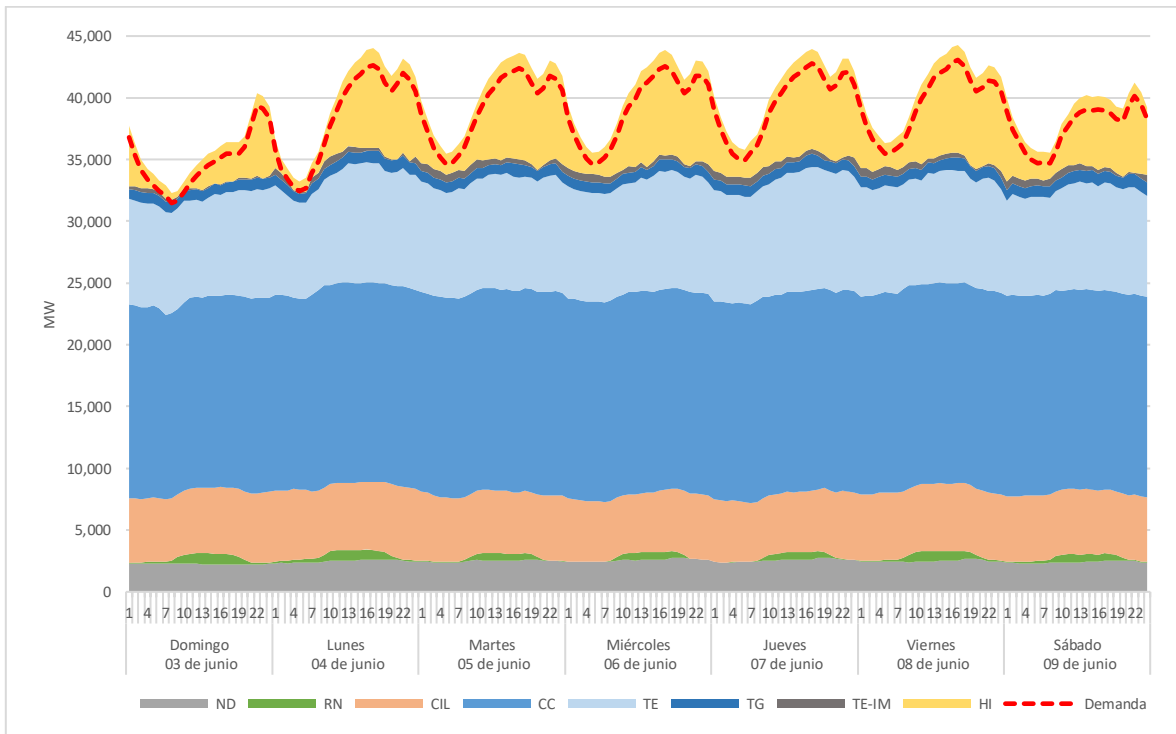


Figura 3. Precios Promedio en Nodos Distribuidos Representativos.

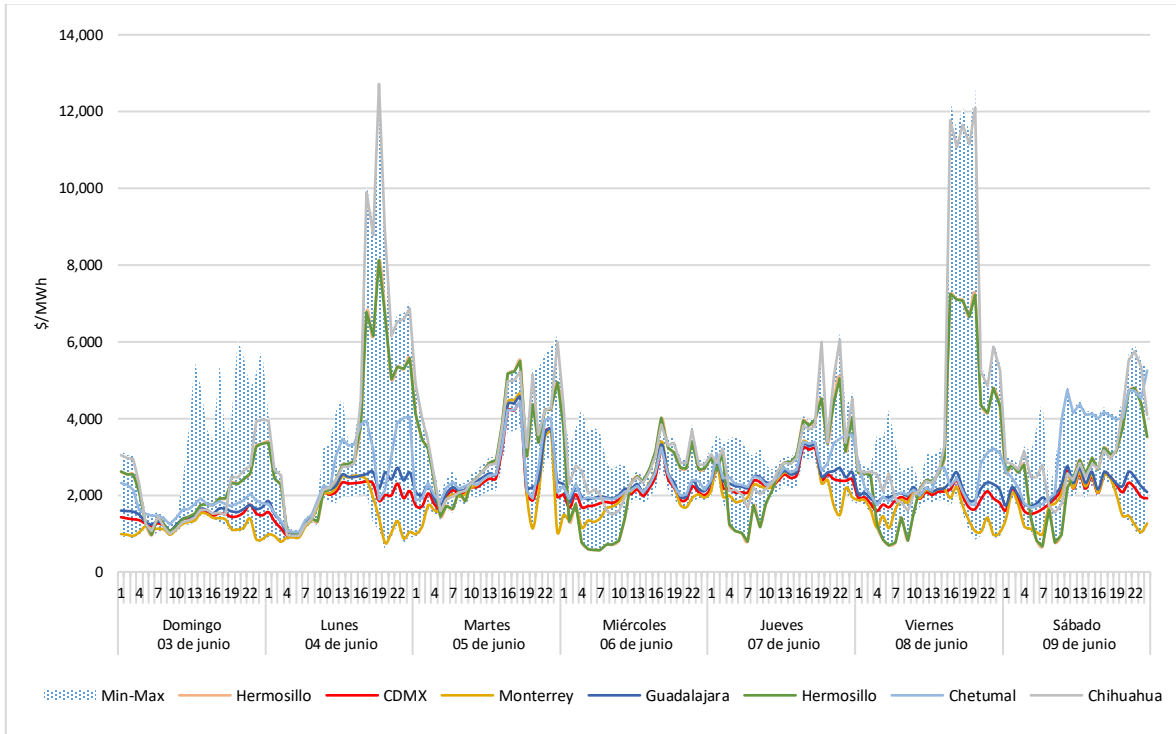


Figura 4. Precio Promedio Semanal en Nodos Distribuidos.

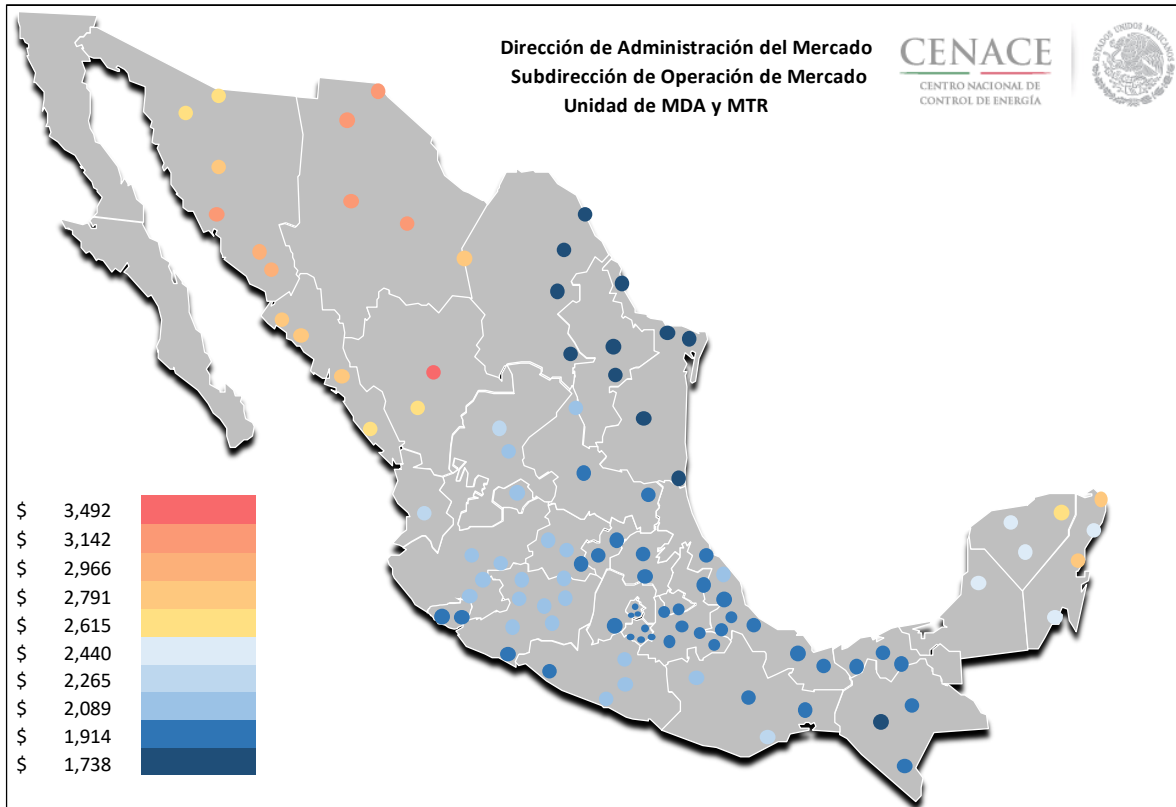


Figura 5. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse.

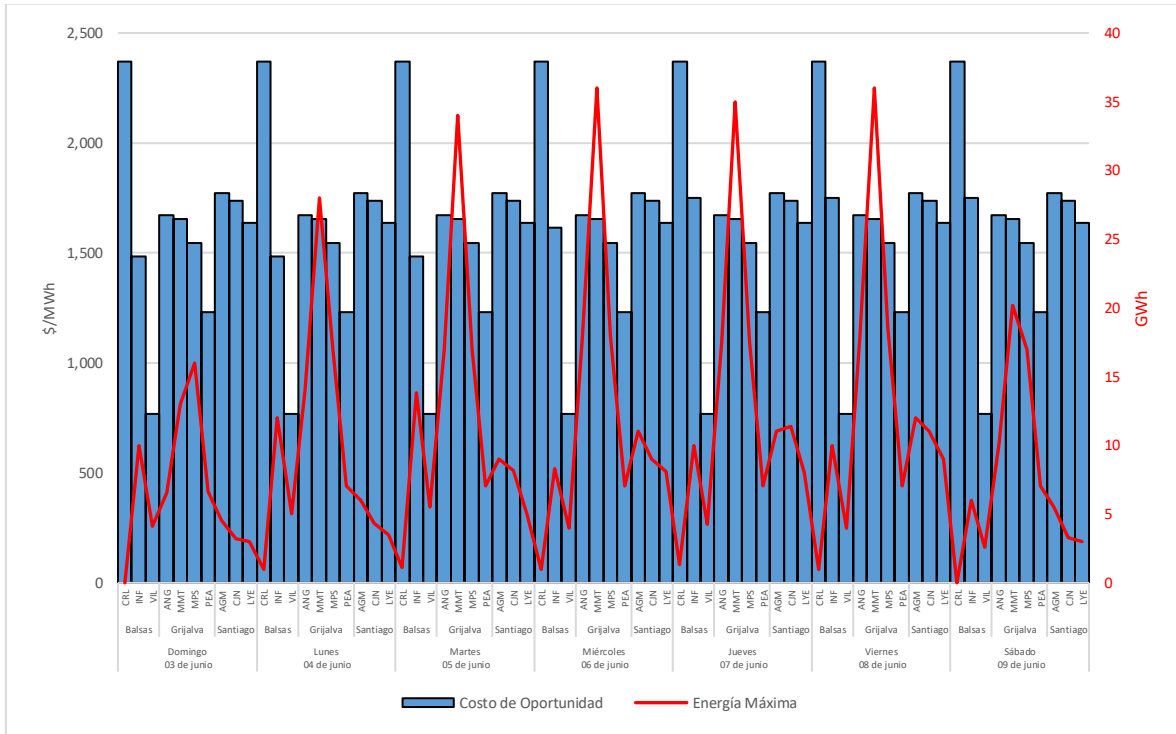


Figura 6. Costos de Oportunidad y Energía Hidro Máxima Diaria por Embalse (continuación).

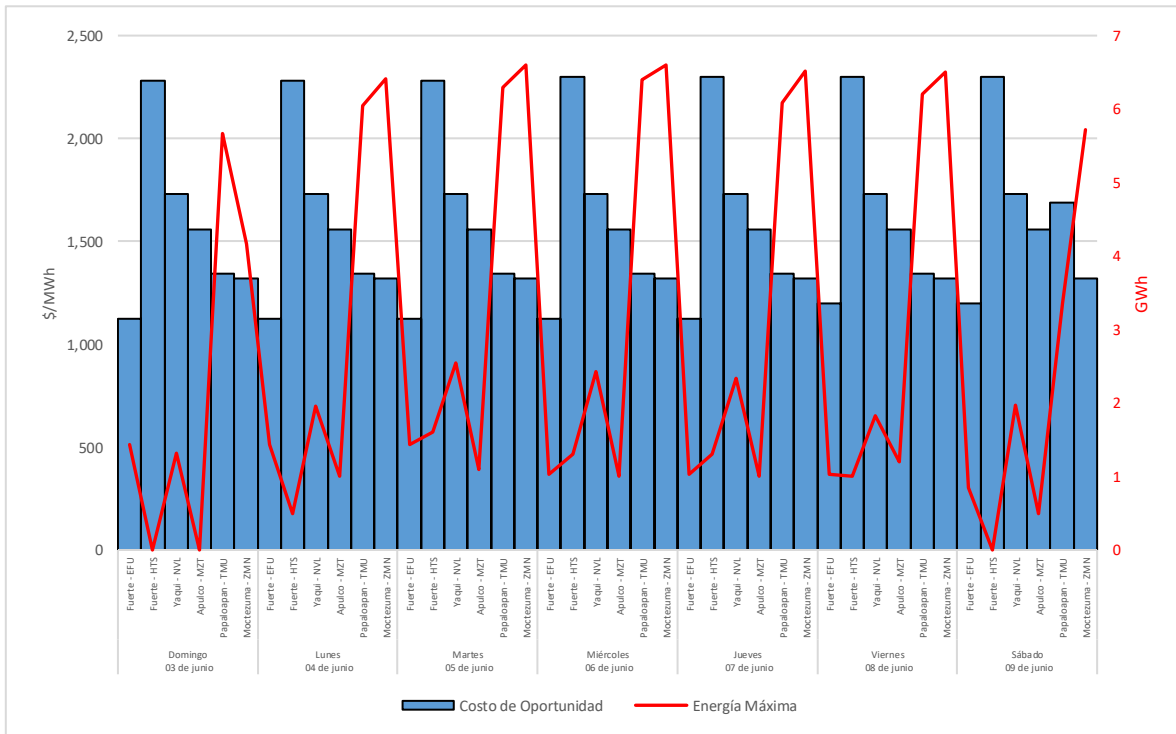


Figura 7. Capacidad Ofertada y Capacidad Despachada por Tipo de Oferta.

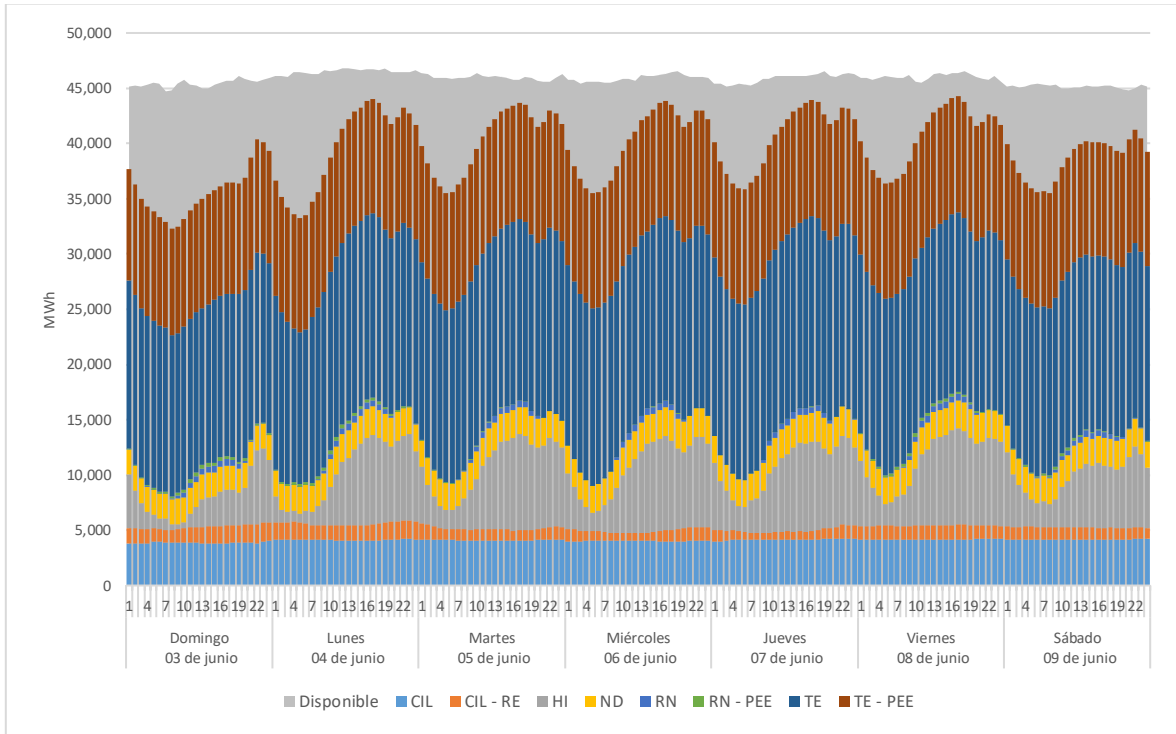


Figura 8. Enlaces de Transmisión Congestionados MDA.

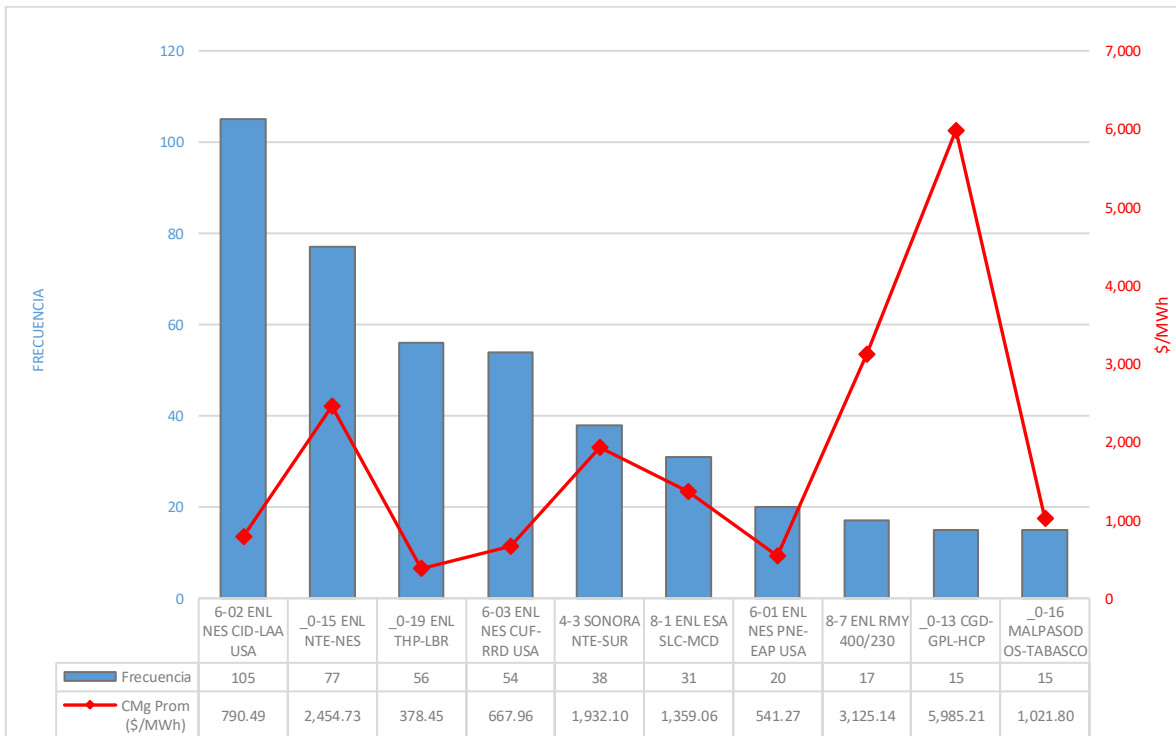




Figura 9. Servicios Conexos (Zona SIN).

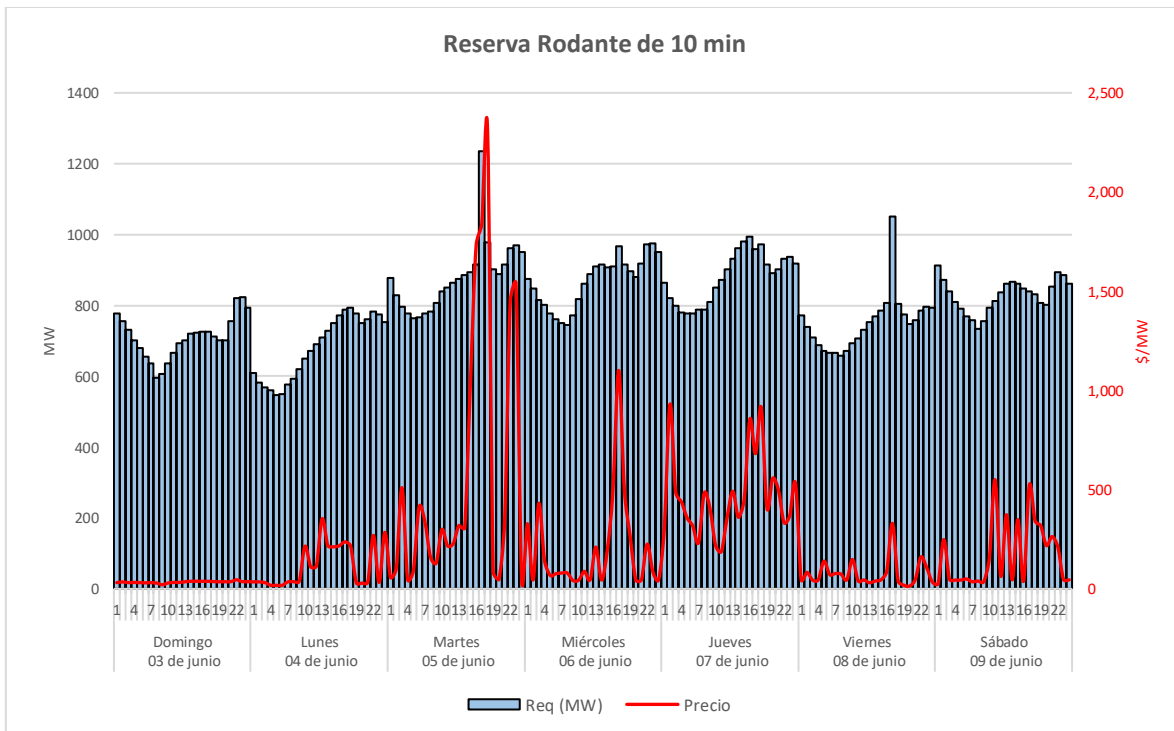
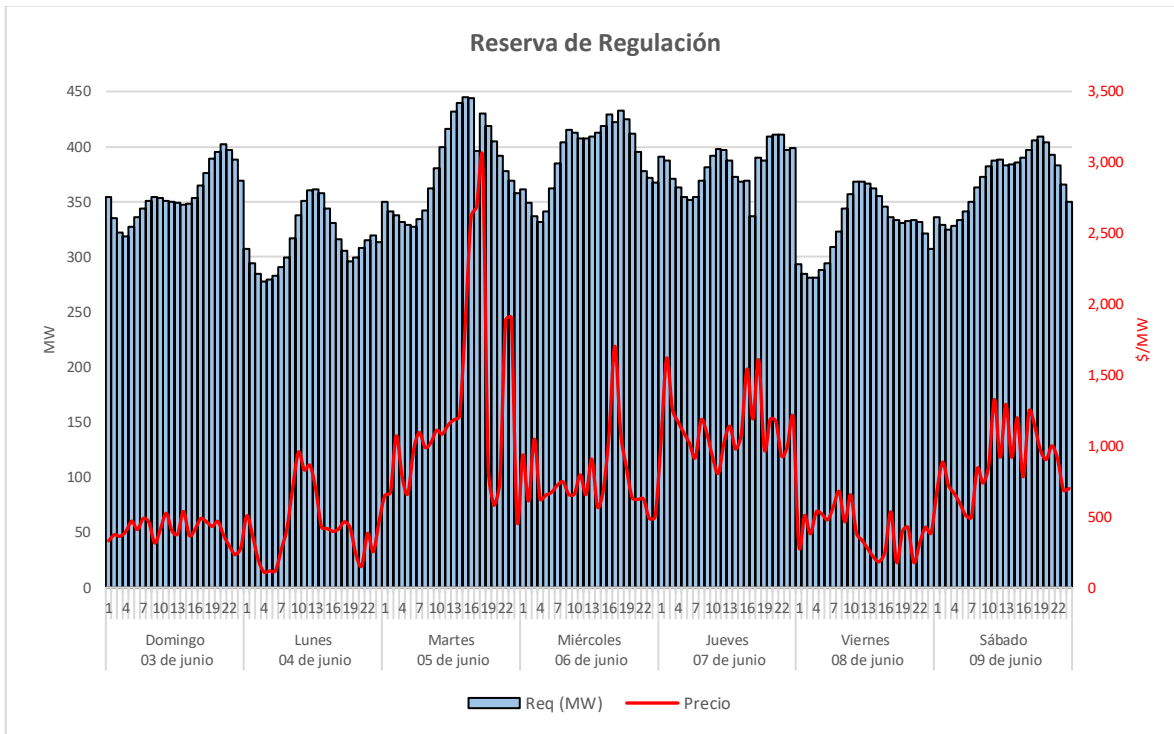


Figura 10. Costo Unitario de Servicios Conexos para Entidades Responsables de Carga (Zona SIN).

